

Numerical Study on a Poly-Generation Based on Gasification for Retrofit of a Natural Gas Combined Cycle

복합계통 개조를 위한 가스화 폴리제너레이션 시뮬레이션 연구

Dong-Kyun Seo*†, Yong-Jin Joo*, Jin-Phyo Hong*, Kyung-Rae Kim**, Jeong-Bak Lee**
서동균*†, 주용진*, 홍진표*, 김경래**, 이정박**

* KEPCO Research Institute, Korea Electric Power Corporation, 105 Munji-Ro, Yusung-Gu, Daejeon, 34056, Korea

** Korea Middleland Power Co., Ltd, 160 Boryongbuk-ro, Boryung-si, Chungcheongnam-do, 33439, Korea

† dkseo75@kepco.co.kr

Abstract

In this work, a simulation study on net 500 MW class of Poly-Generation was conducted for the retrofit of an aged natural gas combined cycle. An entrained gasifier which has a capacity of maximum 260,000 Nm³/h, 50 MW class of a Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell, and H-class Gas Turbine were selected as key processes. After unit design for those employed processes was set up and combined, the simulation was carried out with Gate-Cycle software (Ver. 6.0) for two cases. The selected cases are a retrofit type (Poly-Gen 1) and a new type (Poly-Gen 2). It was found that the efficiency of the retrofit case is 2.7% lower than that of the new case.

Keywords: Simulation, Poly-Generation, Gate-Cycle

I. 서론

새롭게 들어선 정부는 노후 석탄화력발전소 조기 폐지 및 신규원전 중단 등 ‘탈원전 및 탈석탄’이라는 에너지 정책을 강력히 추진하고 있다. 정부는 이에 대한 대안으로 신재생에너지와 LNG 가스발전의 비율을 늘릴 계획에 있다 [1]. 또한 정부는 이미 2020 기후변화 대응을 위한 국가별 온실가스 감축계획을 만족시키기 위해 정부는 LNG 비중을 증가시키는 제 7차 전력 수급계획을 공표하였다 [2]. 이러한 에너지 환경의 변화에 따라 연료로서의 석탄은 당분간 지양될 가능성이 높다.

그러나 원료로서의 석탄의 경우는 여전히 매력적이다. 석탄가스화 및 액화는 국내의 경우 신에너지로 분류되어 있다 [3]. 석탄가스화를 통해 생산된 합성가스는 전력, 오일, 케미컬, 연료전지 등 다양한 적용 분야를 가지고 있다 [4]. 특히 석탄가스화를 통해서 얻은 합성가스 혹은 SNG가 기존의 복합화력과 결합될 때, 환경성과 경제성을 고려한 신개념의 발전도 가능하다 [5]. 본 논문은 가스터빈의 노후화로 인해 이용률이 낮아진 복합화력을 개조를 위한 타당성 연구이다. 이 때 요소기술로 가스화 기술과 연료전지 기술이 포함된 가스화 폴리제너레이션으로 구성되어 수행된 시뮬레이션 결과이다.

석탄가스화에 대한 시뮬레이션에 대한 국내외적으로 많은 연구가 진행되어 왔다. 국내적으로도 최근까지 시뮬레이션 연구는 꾸준히 진행되어 왔다. 김용식 등은 300 MW급 IGCC 플랜트에서 가스화기와 공기분리기의

연계가 가스터빈의 성능에 미치는 영향을 Gate-Cycle과 Aspen-Hysi 를 이용한 연구를 수행하였다 [6]. 이재철 등은 300 MW급 실증 IGCC 플랜트를 대상으로 발열량이 다른 석탄의 영향을 Pro/II 툴을 통한 연구를 수행하였다 [7]. 이우철 등은 300 MW급 실증 IGCC 플랜트에 탄소포집장치 유무에 따른 분석을 Aspen-Hysis를 이용한 연구를 수행하였다 [8]. 석탄가스화 공정에 대한 다양한 공정 시뮬레이션이 수행되었지만, 대부분 시뮬레이션을 기반한 IGCC 연구에 국한되어 있다. 본 연구는 가스화 공정, 정제공정, 및 연료전지 공정은 상용급 공정설계가 반영된 데이터를 기반으로 해서 합성가스발전과 연료전지발전이 동시에 가능한 가스화 폴리제너레이션에 대한 시뮬레이션을 수행하였다.

II. 해석대상

A. 대상시스템

개조의 대상이 되는 기존 발전시스템은 160 MW급의 가스터빈 2대와 180 MW급 스팀터빈으로 구성된 500 MW급 천연가스 복합화력이다. Table 1은 해당 복합화력의 가스터빈의 제원을 정리한 것이다. 기존 천연가스 복합화력을 가스화 폴리제너레이션으로 전환 하는 본 연구의 대상은 2개이다. Case 1은 가스터빈은 교체하지만 HRSG와 스팀터빈은 기존의 계통을 유지한 경우이다. Case 2는 가스터빈뿐 아니라 후단까지 교체하는 경우로

Table 1. 기존 복합화력 주요 제원

가스터빈		HRSG/스팀터빈	
정격용량, MW	163	정격용량, MW	180
출구온도, °C	617	HRSG Gas side 617°C/99°C	
유량, kg/sec	373	In/Out S/T	HP [P]103/ 28 bar, [T] 565/365°C
			IP [P] 25/ 4 bar, [T] 565/Sat°C
Fuel	NG	LP [P] 4/0.05 bar, [T] Sat/33°C	

Table 2. 가스화 폴리제너레이션 복합발전부 주요제원(Case 2)

가스터빈		HRSG/스팀터빈	
정격용량, MW	304	정격용량, MW	196
출구온도, °C	632	HRSG Gas side 632°C/99°C	
유량, kg/sec	652	In/Out S/T	HP [P]112/ 30 bar, [T] 565/365°C
			IP [P] 27/ 4.5 bar, [T] 565/Sat °C
		LP [P] 4.5/0.05 bar, Sat/33°C	

Table 3. Coal Specification (Raw Coal)

Moisture (wt%, As Received)	15.46	
HHV (kcal/kg, As Received Basis)	5,650	
Proximate Analysis (wt%)	Inherent Moisture	5.25
	Volatile Matter	35.06
	Fixed Carbon	47.40
	Ash	12.29
Sulfur (wt%, As Received Basis)	0.47	
Ultimate Analysis (wt%)	C	69
	H	4.3
	O	8.7
	N	1.4
	S	0.8
As Fusion Temperature(°C)	1,250	

서, Table 2는 Case 2의 가스터빈 및 스팀터빈의 제원을 정리한 것이다. Case 1은 HRSG와 스팀터빈은 기존의 계통을 유지한 경우이기 때문에 별도로 표시하지 않았다. 여기서 공통으로 적용되는 가스터빈은 일반 천연가스 가스터빈을 기반한 것으로서 정격출력이 304 MW이다(최대출력이 314 MW). 본 시뮬레이션에서는 기존계통을 활용하는 Case 1인 경우는 가스터빈 출구온도 값이 기준값을 초과하지 않도록 정격 공기입구유량의 55%로 했고, 스팀터빈(HP 스팀터빈 입구온도)의 입구온도를 565°C로 유지했다. 반면에 신규 계통을 적용하는 Case 2의 경우 스팀터빈 입구온도를 585°C로 증가시켰다. HRSG 내의 압력손실 및 핀치 점들은 두 경우 모두 기존 설계값으로 가정했다. 가스화기는 상용급 가스화기로서 가스화기에서 생산되는 합성가스의 양이 260,000 Nm³/h이다. 연료전지는 50 MW급으로서 고분자전해질(Polymer Electrolyte Membrane)형이다.

Fig. 1은 본 시뮬레이션의 대상인 가스화 폴리제너레이션의 공정흐름도(Process Flow Diagram)를 나타낸 것이다. 가스화 폴리제너레이션은 크게 가스화블록, 합성가스복합발전, 연료전지발전으로 구성되어 있다. 석탄공급부에서 공급되는 석탄(Table 3)은 공기분리기로부터 나오는 산소와 함께 가스화기에 주입된다. 가스화기 내에서 가스화 통해서 생산되는 고온의 합성가스는 폐열회수보일러(Waste Heat Boiler)를 거쳐서 냉각된다. 냉각된 합성가스의 일부는 연료전지발전을 하고 나머지는 모두

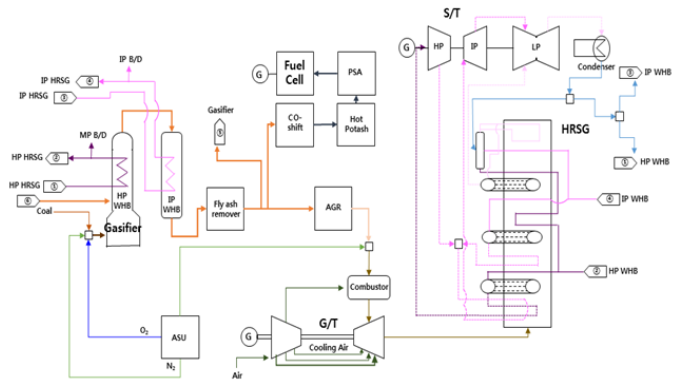


Fig. 1. 공정흐름도(Process Flow Diagram).

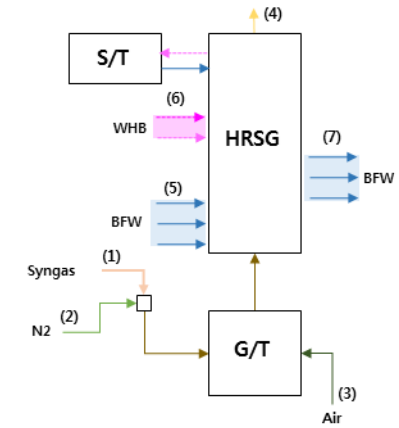


Fig. 2. 시뮬레이션을 위한 경계조건.

합성가스복합 발전부에 공급된다. 산가스제거부를 거친 정제 합성가스가 산소분리기에서 나오는 질소와 함께 연소기에서 연소된 고온고압의 배기가스가 가스터빈을 구동한다. 가스터빈에서 나오는 연소가스가 배열회수보일러(HRSG)를 통과하면 배기가스가 가지고 있는 현열이 HRSG 내에 있는 많은 열교환기군을 통해서 스팀으로 전환된다. 각각의 고압, 중압, 저압의 스팀들이 스팀터빈을 구동하여 발전한다. 본 가스화 폴리제너레이션의 특징은 합성가스 냉각 시 현열을 가장 효율적으로 회수하면서, 연료전지 발전의 CO-Shift 및 Hot-Potash 공정에 필요한 스팀을 공급하는 것이다. 본 시뮬레이션에서는 이러한 수계통의 최적화가 반영되었다.

B. 경계조건

Fig. 2는 Fig. 1의 공정흐름도를 기반으로 해서 시뮬레이션을 수행하기 전의 경계조건(Boundary Conditions)의 위치를 나타낸 것이고, Table 4는 Case 1에 대한 해당 경계조건을 요약한 것이다. 여기서 정제 합성가스는 모델 석탄(Table 3) 및 산소가 입력조건으로 들어가서 미정제 합성가스로 나오는 가스화공정(Gasification Block)과 이 미정제 합성가스가 입력조건으로 들어가서 정제공정(Acid Gas Removal)을 통해서 나온 것이다. 여기서 경계조건으로 설정된 정제 합성가스는 시뮬레이션으로 구한 것이 아니라, 계통별 라이선서로부터 입수한 값을 기초로 구하였다. 스팀의 조건은 가스화기 공정사로부터 계

Table 4. 후단계통고체(Case 1)에 대한 경계조건

No	Items	Flow, Nm ³ /h or t/h	Temp, °C	Press, bar	Compositions, %	
(1)	Syngas	225,320 Nm ³ /h	130	36.4	CO: 58.3, H ₂ : 26.4, H ₂ O: 7.3, CO ₂ : 1.78	
(2)	N ₂	180,000 Nm ³ /h	120	30.0	N ₂ : 0.97, O ₂ : 0.02, Ar: 0.01	
(3)	Air	1,590 t/h	amb.	amb.	Air	
(4)	Stack gas	2,227 t/h	139	amb.	N ₂ : 73.8, O ₂ : 10.4, CO ₂ : 8.97, H ₂ O: 5.83	
(5)	BFW→HRSG	HP	241 t/h	80	144	H ₂ O
		IP	77 t/h	80	64	H ₂ O
		LP	41 t/h	80	6	H ₂ O
(6)	WHB→HRSG	HP	236 t/h	sat	120	H ₂ O
		IP	51 t/h	sat	51	H ₂ O
(7)	HRSG→BFW	HP	241 t/h	270	144	H ₂ O
		IP	77 t/h	150	64	H ₂ O
		LP	41 t/h	sat	4	H ₂ O

Table 5. Case 2에 대한 경계조건

No	Items	Flow, Nm ³ /h or t/h	Temp, °C	Press, bar	Compositions, %	
(1)	Syngas	252,556 Nm ³ /h	130	36.4	CO: 58.3, H ₂ : 26.4, H ₂ O: 7.3, CO ₂ : 1.78	
(2)	N ₂	201,000 Nm ³ /h	120	30.0	N ₂ : 0.97, O ₂ : 0.02, Ar: 0.01	
(3)	Air	1,741 t/h	amb.	amb.	Air	
(4)	Stack gas	2,227 t/h	139	amb.	N ₂ : 73.8, O ₂ : 10.4, CO ₂ : 8.97, H ₂ O: 5.83	
(5)	BFW→HRSG	HP	270 t/h	80	144	H ₂ O
		IP	87 t/h	80	64	H ₂ O
		LP	47 t/h	80	6	H ₂ O
(6)	WHB→HRSG	HP	265 t/h	sat	120	H ₂ O
		IP	59 t/h	sat	51	H ₂ O
(7)	HRSG→BFW	HP	270 t/h	270	144	H ₂ O
		IP	87 t/h	150	64	H ₂ O
		LP	46 t/h	sat	4	H ₂ O

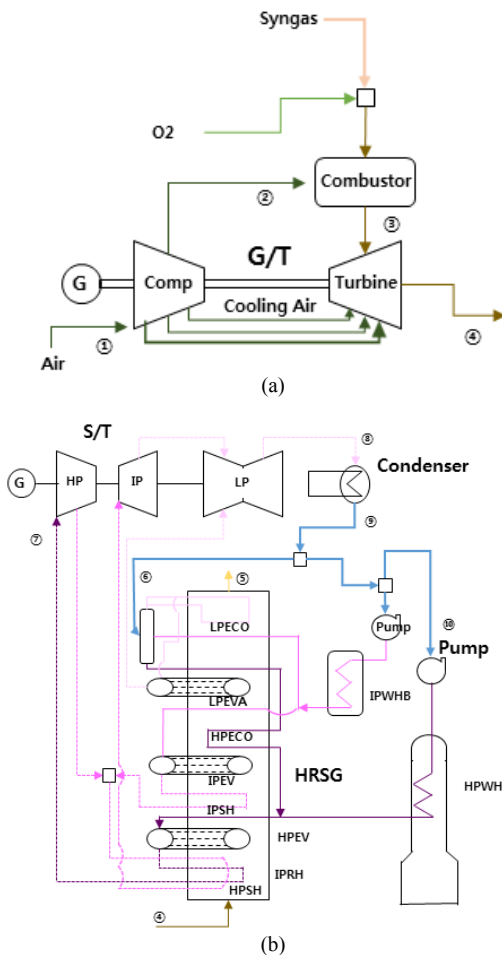


Fig. 3. 브레이튼 및 랭킨사이클. (a) Brayton Cycle. (b) Rankine Cycle.

산값을 기반으로 해서 스팀터빈과 HRSG의 사양, CO-shift 및 CO₂제거공정에서 소모되는 스팀량을 고려해서 경계조건을 구하였다. 고압 및 중압의 보일러공급수 (Boiler Feed Water)에서 가압된 물이 1차로 HRSG를 통과 하면서 가열된다. 가열된 물이 이번에는 가스화기의 WHB로 보내지는데, 이 WHB를 거치면서 고압 및 중압 포화증기가 된다. 이 포화증기가 2차로 다시 HRSG를 통과하면 고압 및 중압의 과열증기가 발생되는데, 이 과열증기는 가스터빈을 구동한 후에 복수기 및 예열기를 거쳐서 다시 BFW로 보내어진다.

Table 5는 Case 2의 주요 경계조건을 나타낸 것이다. Case 1인 Table 4와 비교할 때, 신규 가스터빈 후단계통을 도입할 때 소모되는 석탄량의 사용량 증가에 따라 생산되는 합성가스 양도 225,320 Nm³/h에서 252,556 Nm³/h로 증가하였다. 이렇게 증가한 합성가스의 양은 가스화기 공정사에서 제공한 단위용량 값에 거의 근접한 값이다. 고압산소와 고압질소의 양도 이와 비례하여 증가하였다.

III. 시뮬레이션 이론

A. 지배방정식 주요조건

본 시뮬레이션 해석을 위해 발전용 성능해석 프로그램인 GateCycle (v6.0)을 사용하였다. 가스화 복합발전도 천연가스 복합발전과 같이 두 개의 사이클로 구성되어 있다. Fig 3(a)는 가스터빈부로서 Fig. 1에서 Brayton Cycle로 구성된 것이고, Fig 3(b)는 스팀터빈 및 HRGS를 구성하는 수계통으로서 Rankine Cycle로 구성된 것이다. 그리고 본 시뮬레이션의 사이클 해석을 위해 사용된 에

Table 6. Equations

Unit Process	Equations	No.
Compressor	$\dot{W}_{AC} = \dot{m}_1 c_{p,1} (T_2 - T_1)$	(1)
Combustor	$\dot{m}_a h_2 - \dot{m}_f LHV_f = \dot{m}_g h_3 + (1 - \eta_{cc}) \dot{m}_f LHV_f$	(2)
Gas Turbine	$P_{GT} = \dot{m}_3 c_{p,3} (T_3 - T_4)$	(3)
Superheater	$[\dot{m}_4 c_{p,4} (T_4 - T_5) = \dot{m}_6 (h_6 - h_7)]_{SH,i}$ where i represents HP, IP and LP steams.	(4)
HRSG Economizer	$[\dot{m}_4 c_{p,4} (T_4 - T_5) = \dot{m}_6 (h_6 - h_7)]_{ECO,i}$	(5)
Evaporator	$[\dot{m}_4 c_{p,4} (T_4 - T_5) = \dot{m}_6 (h_6 - h_7)]_{EVA,i}$	(6)
Reheater	$[\dot{m}_4 c_{p,4} (T_4 - T_5) = \dot{m}_6 (h_6 - h_7)]_{RH,i}$	(7)
Steam Turbine	$\sum_{i=1}^3 [\dot{m}_7 h_7]_i = \sum_{i=1}^3 [\dot{W}_{ST}]_i + \dot{m}_8 h_8$	(8)
Condenser	$\dot{m}_8 (h_8 - h_9) = \dot{m}_{CW} (\Delta h)_{CW}$	(9)
Pump	$[\dot{m}_9 (h_9 - h_{10}) = \dot{W}_p]_i$	(10)

Table 7. 합성가스복합발전 시물레이션 결과

Cases	1	2	Etc.
Coal Consumption, kg/s	42.7	46.9	kg/s as received
Coal HHV, MJ/kg	23.8	23.8	5680 kcal/kg
Coal HHV Input, MJ/s	1014.7	1115.6	
Clean Syngas HHV, MJ/s	638.5	715.6	
G/T Output (\dot{W}_{GT}), MW	264.1	305.6	
S/T Output (\dot{W}_{ST}), MW	169.5	195.0	
Gross GT+ST, MW	433.6	500.7	
Internal Use ($\dot{W}_{AUX(1)}$), MW	9.8	9.9	
Net Power, MW	424.2	490.7	
Net LHV Efficiency	66.3%	68.4%	Clean Syngas to Gross Power

너지방정식의 수식을 Table 6에 정리하였다[9]. 여기서 각 식의 아래 첨자는 Fig. 3에서 원형의 번호로 표시한 위치를 나타낸 것이다.

IV. 해석결과 및 고찰

A. 합성가스복합발전

앞에서 제시된 식들을 Gate-Cycle로 해석할 때, 합성가스복합발전에서 소요되는 일 및 가스터빈과 스팀터빈에서 생산되는 일을 구할 수 있다. Table 7은 시물레이션 결과를 정리한 것이다. 시물레이션 결과, 후단 계통을 교체한 경우(Case 2)는 305 MW 이상의 가스터빈 출력이 발생했다. 스팀터빈 출력도 195 MW가 발생해 발전단 출력 기준 약 500 MW 출력을 발생시켰다. 이 때 가스터빈 입구유량은 1,740 ton/hr (483.3 kg/s)였다. 스팀터빈과 HRSG를 기존 계통으로 유지하는 경우(Case 1), 가스터빈의 출력은 약 264 MW가 발생했다. 신규 가스터빈의 정격출력은 약 305 MW이지만, 출력이 그 보다 약 40 MW 적게 생산된 이유는 가스터빈을 정격출력으로 유지하면 스팀터빈의 한계용량을 초과하기 때문이다. 이러한 스팀터빈을 한계 용량을 만족시키면서 가스터빈의 출구온도의 한계값인 635°C (Table 2 참고) 이내가 되기 위해 가스터빈 입구유량은 1,590 ton/hr (441.7 kg/s)이었다. 본 가스화 폴리제너레이션에서 공급된 석탄이 가스화공정 및 정제공정을 거친 후 생산된 정제합성가스는 복합발전부와 연료전지부로 나뉘어 들어간다. 복합발전부로 공급되는 합성가스가 얼마나 발전으로 전환하는가를 나타내기 위해 합성가스 효율을 다음과 같이 정의할 수 있다.

$$\eta_{syn} = \frac{\dot{W}_{GT} + \dot{W}_{ST} - \dot{W}_{AUX(syn)}}{(m \times HHV)_{syn}} \quad (11)$$

여기서 $\dot{W}_{AUX(syn)}$ 는 합성가스복합발전 소내전력으로, 합성가스복합발전을 운영하기 위해 소모되는 전력량이다. Table 7의 결과를 식(11)에 넣었을 때 Case 1의 합성가스 효율은 66.3%이고 Case 2는 68.4%였다. 여기서 합성가스 효율 기존 천연가스 효율보다 높은 이유는 합성가스 발전은 산소분리기에서 나오는 질소가스가 가스터빈에 더해져서 질량유량이 증가하기 때문이다.

B. 가스화 폴리제너레이션

가스화, 정제 및 연료전지 공정의 단위공정 설계 결과와 앞에서 GateCycle을 이용해서 구한 합성가스 복합발전 시물레이션 결과를 가지고 가스화 폴리제너레이션의 성능을 계산하였다. Table 8은 Case 1에 대한 열물질정산(Heat and Mass Balance)을 구한 것이다. 석탄이 석탄분쇄기(Coal Milling and Drying)에 들어갈 때 질량유량은 42.7 kg/s이다. 공기분리기를 거친 공기는 약 46 bar 압력, 0.756 O₂/Coal 비의 산소로 분리되어 가스화기에 공급된다. 동시에 미분탄 공급용도 등으로 0.0956 N₂/Coal 비의 질소로 가스화기에 공급된다. 이 값은 같은 WHB형의 건식 분류층 가스화기의 값보다 0.012높았다 [7]. 가스화블록의 출구(Scrubber) 합성가스 조성은 일산화탄소 55%, 수소 25%, 스팀 11%, 이산화탄소 2%, 질소 11% 등으로 구성되어 있다. 이 값은 같은 WHB형의 건식 분류층 가스화기의 값과 비슷한 경향을 보였다 [7]. 정제공정을 거친 정제합성가스는 복합발전부와 연료전지부는 1대 4.64비로 분기된다. 복합발전부로 가는 합성가스는 CO-Shift 공정을 거치지 않지만 연료전지발전 쪽으로 가는 합성가스는 CO-Shift공정, Hot-Potash, 및 PSA 공정을 거친다. CO-Shift 공정을 거칠 때, CO + H₂O → H₂ + CO₂ 반응으로 인하여 합성가스의 조성이 일산화탄소 0.8%, 수소 56%, 이산화탄소 39%로 전환된다. 이 때 HRSG에서 CO-Shift 공정으로 52 bar, 3.33 kg/s의 중압스팀이 공급된다. CO-Shift 나온 전환 합성가스 중 이산화탄소를 제거하기 위해 Hot Potash 공정이 적용되는데, 이 때 HRSG에서 Hot Potash 공정으로 5 bar, 3.61 저압스팀이 공급된다. 본 공정에서는 이산화탄소 제거 외에 메탄화반응을 통하여 미량의 CO를 제거하는 방식이다. 또한 Hot Potash 공정에서 나온 수소가스는 추가적인 정제공정인 PSA 공정을 거친 후에 연계 되는 고순도(99.99%) 수소는 50 MW급 연료전지로 들어가서 발전연료로 사용되었다.

Table 9은 Case 2에 대한 열물질정산이다. 석탄이 CMD에 들어갈 때 질량유량은 46.94 kg/s였다. 이는 Case 1에 비해 스팀터빈의 용량 제한이 없었기 때문에 질량유량이 4.24 kg/s로 증가하였다. 공기분리기를 거친 O₂/Coal 비와 N₂/Coal 비 및 가스화블록의 출구(Scrubber) 합성가스 조성은 Case 1과 같았다. 정제공정을 거친 정제합성가스는 복합발전부와 연료전지부는 1대 5.2의비로 분기되는데 이는 Case 1에 비해 0.56이 높다. 이는 연료전지로 공급되는 양은 50 MW급으로 일정하기 때문이다.

Table 10은 가스화 폴리제너레이션에 대한 Case 1과

Table 8. 열물질정산(Case 1)

NEW G/T OLD S/T		Common Stream						GT & ST Stream						FC Stream					
Stream No.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Description		Coal	Fluxant	Coal Feed	N2	O2	Crude Gas	Net Process Treated Gas	Heated TG	N2 to GT	Air to GT	Stack Gas	CO-Shift In	CO-Shift Steam	Potash In	PSA In	PSA Out	CO2 Vent	PSA Vent
Flow	kg/hr Nm ³ /hr	153,714	7,868	142,233	13,604	107,593	273,174	-	-	1,590,000	2,025,510	-	12,000	-	-	-	-	-	-
Temp.	°C	20	20	93	-	20	149	130	130	120	15	149	130	-	-	-	-	-	-
Press.	bar g atm	atm	atm	47	-	46	40	37	36	30	0	-	37	52	36	-	-	-	-
Enthalpy	kcal/kg	5,680	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Composition																			
Ar	-	-	-	0.0005	0.0270	0.0069	0.0073	0.0073	0.0100	-	0.00961	0.0073	-	0.0049	0.0074	-	0.0010	0.0423	
CH ₄	-	-	-	-	-	0.0002	0.0002	0.0002	-	-	-	0.0002	-	0.0001	0.0002	-	-	0.0013	
CO	-	-	-	-	-	0.5524	0.5833	0.5833	-	-	-	0.5833	-	0.0078	0.0115	-	0.0020	0.0662	
CO ₂	-	-	-	-	-	0.0196	0.0178	0.0178	-	-	0.08799	0.0178	-	0.3923	-	-	0.9950	-	
COS	-	-	-	-	-	0.0002	0.0002	0.0002	-	-	-	0.0002	-	0.0001	0.0002	-	-	0.0013	
H ₂	-	-	-	-	-	0.2502	0.2642	0.2642	-	-	-	0.2642	-	0.5563	0.9178	0.9999	0.0010	0.5277	
H ₂ O	0.1540	-	0.0300	-	-	0.1146	0.0730	0.0730	-	-	0.05737	0.0730	1.0000	0.0026	0.0043	-	-	0.0247	
HCl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
H ₂ S	-	-	-	-	-	0.0022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
N ₂	-	-	-	0.9985	0.0230	0.0534	0.0536	0.0536	0.9700	-	0.73880	0.0536	-	0.0357	0.0583	0.0001	0.0010	0.3344	
NH ₃	-	-	-	-	-	0.0003	0.0003	0.0003	-	-	-	0.0003	-	0.0002	0.0003	-	-	0.0020	
O ₂	-	-	-	0.0010	0.9500	-	-	-	0.0200	-	0.10617	-	-	-	-	-	-	-	
SO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00003	-	-	-	-	-	-	-	
Total	-	-	-	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.00000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	

Table 9. 열물질정산(Case 2)

NEW G/T OLD S/T		Common Stream						GT & ST Stream						FC Stream					
Stream No.		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Description		Coal	Fluxant	Coal Feed	N2	O2	Crude Gas	Net Process Treated Gas	Heated TG	N2 to GT	Air to GT	Stack Gas	CO-Shift In	CO-Shift Steam	Potash In	PSA In	PSA Out	CO2 Vent	PSA Vent
Flow	kg/hr Nm ³ /hr	169,000	8,650	156,378	14,957	118,293	300,340	-	-	1,740,000	2,227,210	-	12,000	-	-	-	-	-	-
Temp.	°C	20	20	93	-	20	149	130	130	120	15	139	130	-	-	-	-	-	-
Press.	bar g atm	atm	atm	47.0	-	46.0	40.1	36.9	36.4	30.0	0.0	-	36.9	52.0	35.9	-	-	-	-
Enthalpy	kcal/kg	5,680	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Composition																			
Ar	-	-	-	0.0005	0.027	0.0069	0.0073	0.0073	0.0100	-	0.00961	0.0073	-	0.0049	0.0074	-	0.0010	0.0423	
CH ₄	-	-	-	-	-	0.0002	0.0002	0.0002	-	-	-	0.0002	-	0.0001	0.0002	-	-	0.0013	
CO	-	-	-	-	-	0.5524	0.5833	0.5833	-	-	-	0.5833	-	0.0078	0.0115	-	0.0020	0.0662	
CO ₂	-	-	-	-	-	0.0196	0.0178	0.0178	-	-	0.08973	0.0178	-	0.3923	-	-	0.9950	-	
COS	-	-	-	-	-	0.0002	0.0002	0.0002	-	-	-	0.0002	-	0.0001	0.0002	-	-	0.0013	
H ₂	-	-	-	-	-	0.2502	0.2642	0.2642	-	-	-	0.2642	-	0.5563	0.9178	0.9999	0.0010	0.5277	
H ₂ O	0.154	-	0.03	-	-	0.1146	0.0730	0.0730	-	-	0.05831	0.0730	1.0000	0.0026	0.0043	-	-	0.0247	
HCl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
H ₂ S	-	-	-	-	-	0.0022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
N ₂	-	-	-	0.9985	0.023	0.0534	0.0536	0.0536	0.9700	-	0.73803	0.0536	-	0.0357	0.0583	0.0001	0.0010	0.3344	
NH ₃	-	-	-	-	-	0.0003	0.0003	0.0003	-	-	-	0.0003	-	0.0002	0.0003	-	-	0.0020	
O ₂	-	-	-	0.001	0.95	-	-	-	0.0200	-	0.10426	-	-	-	-	-	-	-	
SO ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00003	-	-	-	-	-	-	-	
Total	-	-	-	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.00000	1.0000	1.00000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	

Case 2에 대한 효율을 구하기 위한 주요항목을 정리한 것이다. Case 1의 경우, 복합발전부에서 생산되는 전력이 433.6 MW이고 연료전지부에서 생산되는 전력이 50 MW이다. 이 때 소내전력은 92 MW 소모되었다. Table 8은 각 단위공정 별 소모되는 전력량을 나타내었다. 가스화와 정제부를 포함한 가스화부의 전력소모와 공기분리기의 전력소모는 기존 건식분류층 가스화기의 전력소모를 기초로 가스터빈의 용량에 비례하여 구하였다. 복합발전부의 전력소모는 앞의 시물레이션을 통해서 구한 값으로 구하였다. Case 1의 송전단 발전량은 발전단 발전량에서 소내전력을 제외한 양인 391.6 MW였다. 가스화폴리제너레이션의 효율은 아래 식과 같이 정의할 수 있다. Table 10의 값을 적용할 때, Case 1의 가스화폴리제너레이션의 효율은 38.6%였다.

$$\eta_{poly} = \frac{\dot{W}_{GT} + \dot{W}_{ST} + \dot{W}_{FC} - \dot{W}_{AUX(total)}}{(\dot{m} \times HHV)_{coal}} \quad (12)$$

여기서 $\dot{W}_{AUX(total)}$ 는 전체 소내전력으로서, 가스화폴리제너레이션을 운영하기 위해 전체 전력량이다. Case 2의 경우, 복합발전부에서 생산되는 전력이 305.6 MW이고 연료전지부에서 생산되는 전력이 50 MW이다. 이 때 소내전력은 100.7 MW 소모되었다. Case 2의 송전단 발전량은 발전단 발전량에서 소내전력을 제외한 양으로서 450.0 MW였다. Table 11의 값을 적용할 때, Case 2의 가스화폴리제너레이션의 효율은 40.3%로 증가하였다. IGCC와의 효율 비교를 위해, Case 2의 복합발전부만 고려하였다. Table 10의 Case 3은 이를 정리한 것이다. 이때 소모되는 석탄량은 복합화력부에 공급되는 합성가스량과 비례하는 것으로 가정했다. IGCC 효율은 Eq. 13과 같이 정의

Table 10. 가스화 폴리제너레이션 결과

Case	1	2	3	
Coal Consumption	42.7	46.9	38.7	kg/s As Received
Coal HHV	23.8	23.8	23.8	MJ/kg (5680 kcal/kg)
Coal HHV Input	1014.7	1115.6	918.5	MJ/s
Clean Syngas HHV	638.5	715.6	715.6	MJ/s
GT Output	264.1	305.6	305.6	MW
ST Output	169.5	195.0	195.0	MW
Gross GT+ST	433.6	500.7	500.1	MW
F/C Output	50.0	50.0	0	MW
Power Consumption	92.00	100.7	99.7	MW (소내전력 사용량 참고)
Net Output IGCC+FC	391.6	450.0	401.0	MW
Net Efficiency	38.6%	40.3%	42.9%	Coal to IGCC+FC Power HHV

Table 11. 가스화 폴리제너레이션 결과

Case	Case 1	Case 2	기준값
공기분리기	67.9	75.4	58.0
가스화블록	14.8	15.3	11.0
복합발전	9.3	10.0	7.0
전체	92.0	100.7	76.0

할 수 있고, 이 때의 효율은 42.9%였다.

$$\eta_{IGCC} = \frac{\dot{W}_{GT} + \dot{W}_{ST} - \dot{W}_{AUX(IGCC)}}{(m \times HHV)_{IGCC}} \quad (13)$$

여기서 $\dot{W}_{AUX(IGCC)}$ 는 IGCC 부분의 소내전력으로서, 전체 전력 중 연료전지부 운영 전력소모량을 제외한 양이다. 결과적으로 가스화 폴리제너레이션의 효율이 IGCC 효율보다 2.9% 낮았다. 이는 연료전지의 효율이 가스화복합발전의 효율보다 낮기 때문이다.

V. 결론

최근에 정부의 “탈원전 탈석탄”의 기조로 인하여 기존의 석탄화력을 점차 줄여가고 있다. 그러나 대부분의 에너지를 수입하는 우리나라는 에너지 안보를 고려할 수 밖에 없고 이에 석탄은 포기할 수 없는 에너지로서 이를 친환경적으로 이용할 필요가 있다. 본 연구는 석탄을 친환경적으로 이용하기 위해 가스화공정, 연료전지발전, 합성가스복합발전으로 구성된 가스화 폴리제너레이션의 시뮬레이션에 관한 것이다. 먼저 가스화공정, 정제공정, 연료전지발전 공정은 공정사로부터 입수한 값을 바탕으로

로 공정설계를 했고, 이를 경계조건으로 해서 GateCycle 시뮬레이션을 수행하였다. 결과적으로 기존 복합화력의 일부 계통을 활용하는 경우와 전부 신규로 교체하는 경우로 구분하였다. 기존 계통을 이용하는 경우의 효율이 38.6%였고 전부 신규로 교체하는 경우의 효율이 40.2%였다. 신규로 교체한 경우에 연료전지를 제외한 IGCC부의 효율은 42.9%였다.

ACKNOWLEDGEMENT

이 논문은 한국중부발전 재원으로 지원을 받아 수행된 것임. (과제번호 : R16GF03)

This work was supported by Korea Middleland Power Co., LTD and granted financial resource from the same company.

REFERENCES

- [1] J. Lee, N. Kim, M. Song, J. Cho, “Moon’s government launched the possibility of energy policy commitments are implemented”, Today Energy Support, 12 May, 2017.
- [2] S. Park, J. Joo, D. K. Seo, J. Shin, “The Study for LH gas including syn-fuel compatibility on MHPs gas turbine”, Interim Report, 2017.
- [3] Enforcement Ordinance on New and Renewable Energy, 2nd Article, 2016
- [4] D. K. Seo. “Gasification Poly-Generation Technology”, KEPRI NEWS April, 2017. pp. 8~9.
- [5] D. K. Seo and W. S. Kwon. "Economical and Environmental Study on SNG Combined Cycle Integrated with CCS for Large-Scale Reduction of CO2 (Based on NETL Report)", Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 26, No. 5, 2015, pp. 499~506.
- [6] Y. S. Kim, S. K. Park, J. J. Lee, D. W. Kang and T. S. Kim. “Analysis of the impact of gas turbine modifications in integrated gasification combined cycle power plant”, Energy, Vol. 55, 2013, pp 977~986.
- [7] J. C. Lee, H. H. Lee, Y. J. Joo, C. H. Lee and M. Oh. “Process simulation and thermodynamic analysis of an IGCC plant with an entrained coal gasifier”, Energy, Vol. 64, 2014, pp 58~68.
- [8] W. Lee, J. Lee, H. Oh, S. Back and M. Oh. “Performance, economic and exergy analyses of carbon capture processes for a 300 MW class integrated gasification combined cycle power plant”, Energy, Vol. 134, 2017, pp 731~742.
- [9] A. Ganjehkaviri, M. N. M. Jaafar and S. E. Hosseini. “Optimization and the effect of steam turbine outlet quality on the output power of a combined cycle power plant”, Energy Conversion and Management, Vol. 89, 2015, pp 231~243.